

Stromspeicherbedarf in europäischen Langfristszenarien

Eine Analyse des Einflusses unterschiedlicher
energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen

Felix Cebulla



Wissen für Morgen



Agenda

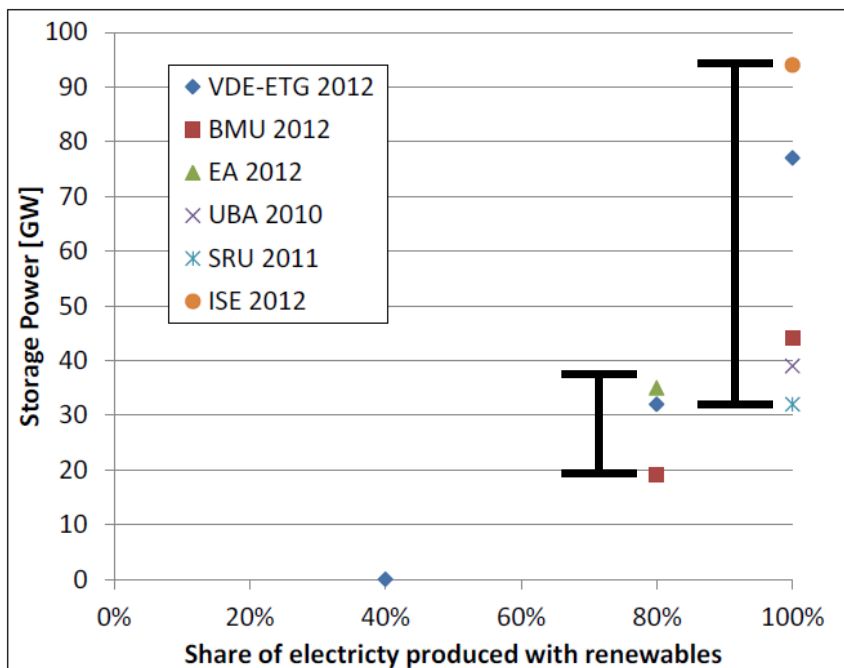
1. Motivation & Ziel
2. Methodik
 - Modell
 - Szenario
 - Annahmen
3. Ergebnisse
4. Konklusion & Ausblick



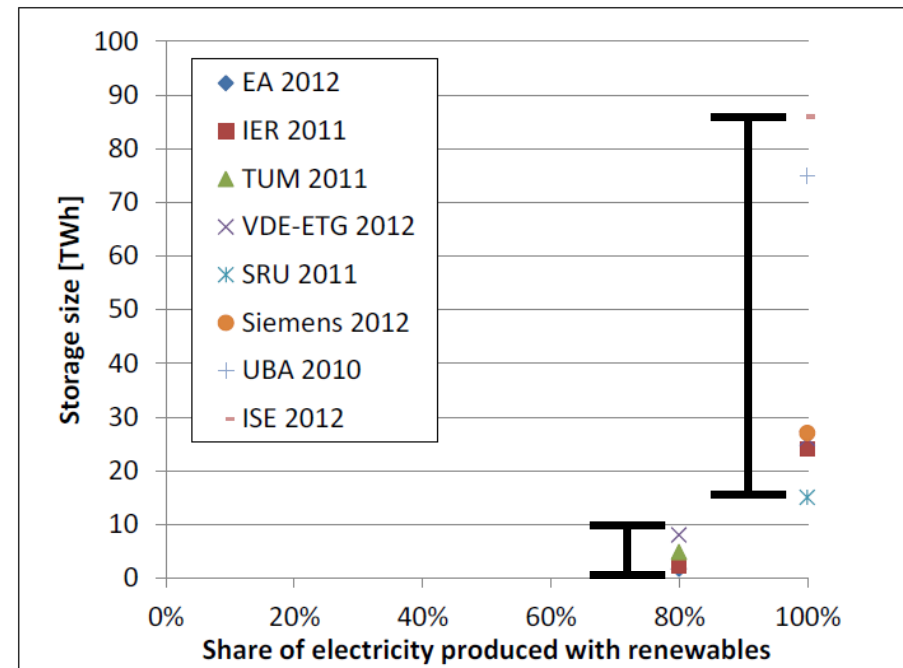
Motivation & Ziel

- Untersuchungen zum zukünftigen Stromspeicherbedarf weisen große Bandbreiten auf (Lade-/Entladeleistung, Speicherkapazität)

Entladeleistung [GW]



Speicherkapazität [TWh]



Motivation & Ziel

Unterschiedliche methodische als auch techno-ökonomische Annahmen

Methodische Annahmen	Techno-ökonomische Annahmen
Unterschiedlich Modelltypen: Optimierung, Simulation, top-down, bottom-up, Agenten-basierte Modelle etc.	Gesamtanteil erneuerbarer Erzeugung
Normative Zielszenarien, Vorgabe von Mengengerüsten	Verhältnis fluktuierender zu regel-barer Erzeugung
Freie Zubauoptimierung „grüne Wiese“	Struktur fluktuierender Erzeugung (bspw. Wind- zu PV-Ratio)
Mischansatz: Vorgabe eines Mengengerüstes (Szenario) und Zubauoptimierung	Kostenstrukturen (Brennstoff-, Zertifikats- und Investitionskosten)
...	...



Motivation & Ziel

Wie robust sind die Ergebnisse hinsichtlich des Stromspeicherbedarf vor dem Hintergrund unsicherer energiewirtschaftlicher, politischer und technischer Rahmenbedingungen? → Sensitivitätsanalyse

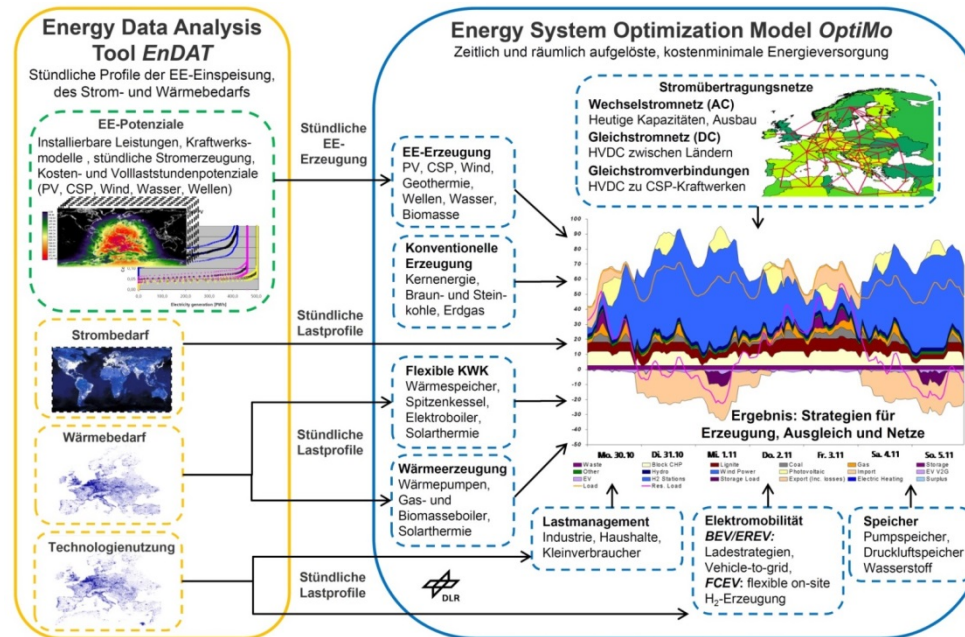
Untersuchung des Einfluss von:

- a) Brennstoff- u. Emissionskosten
- b) Netzausbau
- c) Zugelassene Abregelung der fluktuierenden Erneuerbaren
- d) Szenario vs. „Grüne Wiese“-Optimierung



Methodik- Modell I

- Lineares bottom-up Optimierungsmodell REMix
 - Kostenminimierende Betriebs- und Zubauoptimierung
 - Strom-, Wärme- und Transportsektor; H₂-Infrastruktur
 - Stündliche Auflösung, hohe räumliche Auflösung
- Rund 20 Technologiemodule für unterschiedliche Anwendungen:
 - Validierung und Konstruktion von Langfristszenarien
 - Bewertung von Flexibilitätsoptionen
 - Kurz- und mittelfristiger Kapazitätzubau

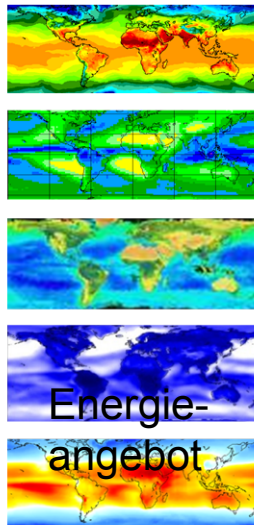


Methodik- Modell II

Renewable Energy Mix for sustainable electricity supply (REMix)

Input:

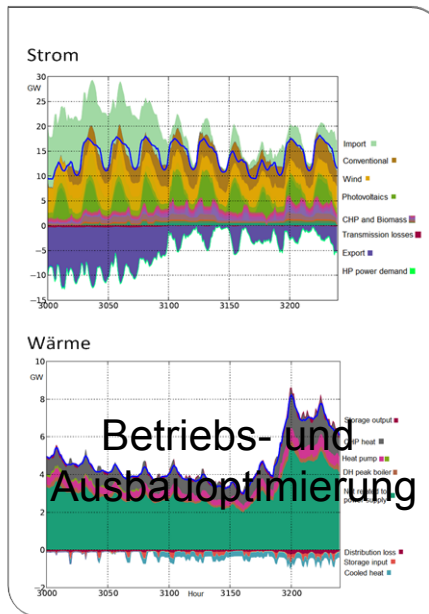
Potenzialanalyse



Energie-
angebot

Berechnung:

Energiesystem-Optimierung



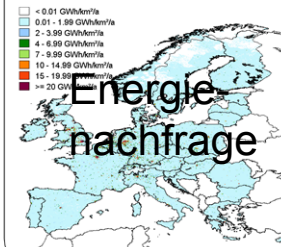
Input:

Nachfrageprofile

Strombedarf



Wärmebedarf



Energie-
nachfrage

! Minimiere Systemkosten

Methodik- Szenario I

- 9 Europäische, 20 deutsche Modellknoten (ENTSO-E Regionen)
- 2 exogene Netzszenarien (AC, DC): TYNDP und „verstärktes“ Netz
- 3 Abregelungsszenarien: 100%, 10% und 3% zugelassene Abregelung der fluktuierenden Jahresstromerzeugung (technologiespezifisch)
- 5 Speichertechnologien: Adiabate Druckluftspeicher, H₂-Speicher (Rückverstromung im GuD), Li-Ionen Batterien, Pumpspeicher, Redox-Flow Batterien
- Modellendogen: a) Speicher- und GT-Zubau, b) Alle Kapazitäten

Szenario	Modellendogen	Zugelassene Abregelung	Netz
G+ cur. 100	Speicher, GT	100%	„verstärkt“
G+ cur. 10	Speicher, GT	10%	„verstärkt“
G+ cur. 3	Speicher, GT	3%	„verstärkt“
G- cur. 100	Speicher, GT	100%	Netzengpass (TYNDP)



Methodik- Szenario II

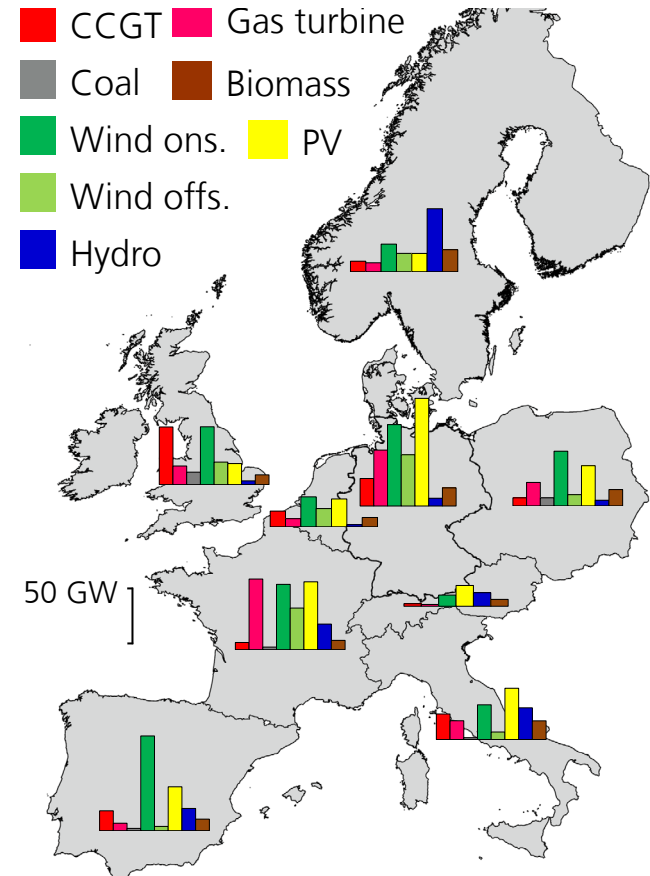
Modellknoten/Regionale Auflösung



Methodik- Szenario III

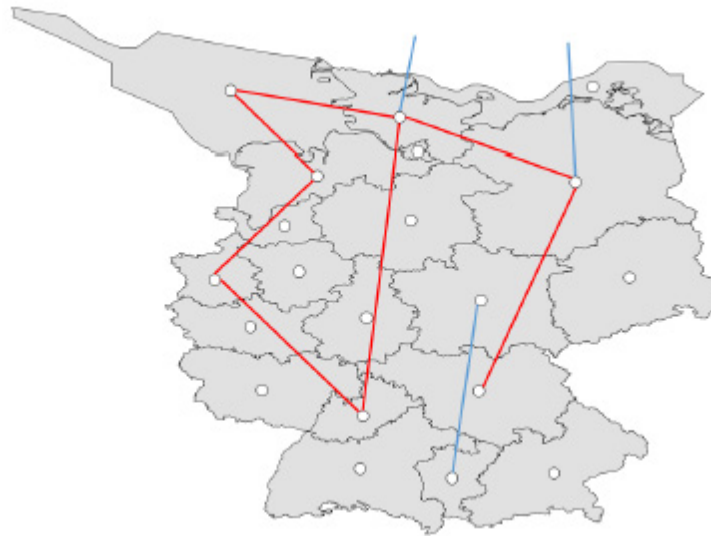
Szenario-Kapazitäten

- Installierte Leistungen
Deutschland aus Leitstudie
2011 Szenario A
- Installierte Leistungen Europa
aus Trans-CSP (modifiziert)
- Normative Zielvorgabe: 80%
Erneuerbarer Anteil an der
Bruttostromerzeugung (Jahr
2050)



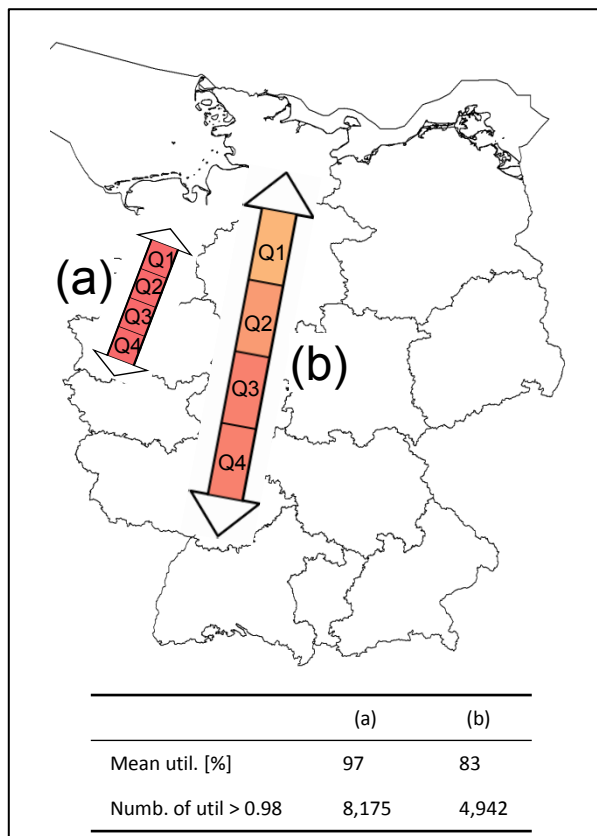
Methodik- Szenario IV

Szenario Netz „verstärkt“

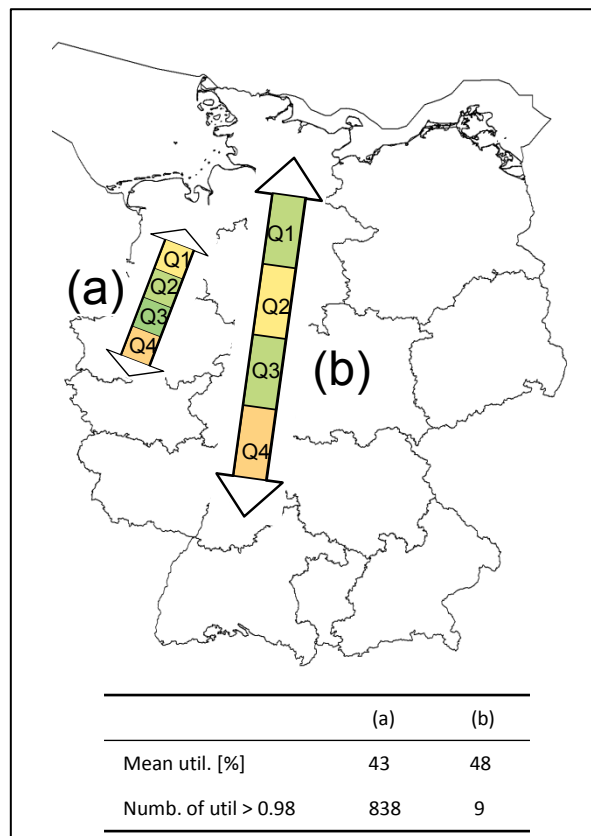


Methodology- Scenario V

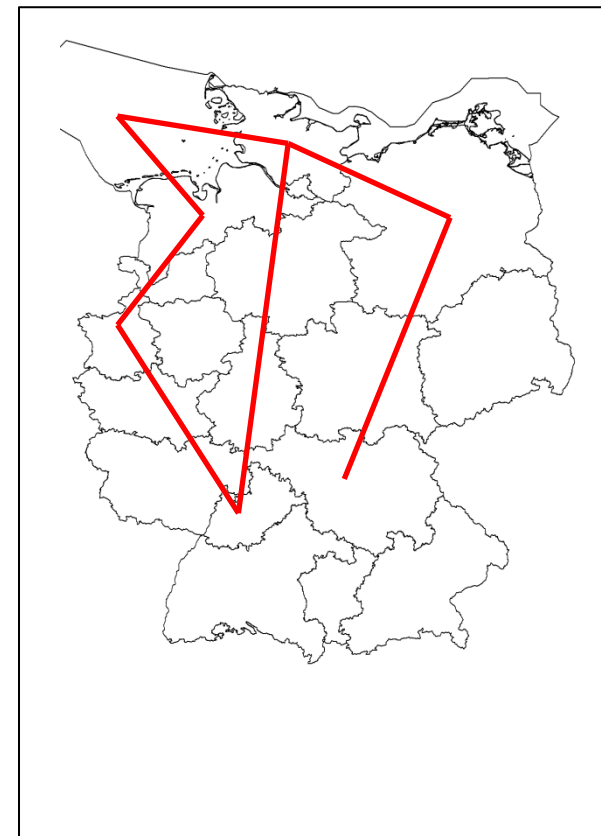
Restricted grid



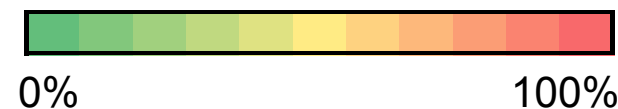
Expanded grid



Expanded grid all lines



- Mean electricity line utilization over 3 months (quarter)
- Example links: Tennet2 ↔ Amprion2, Tennet1 ↔ EnBW1

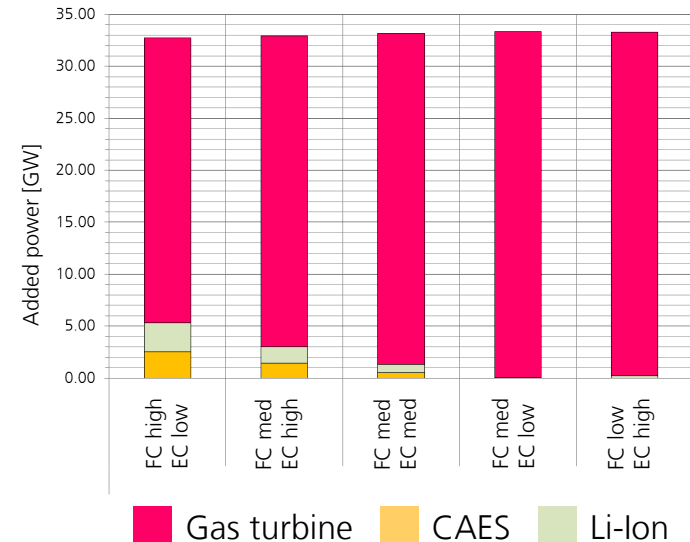


Ergebnisse I

Speicher und GT-Zubau

Einfluss Brennstoff- und Zertifikatskosten

- Referenzszenario: „verstärktes“ Netz + unbegrenzte Abregelungen
- Hohe Brennstoffkosten vervierfachen die Speicherzubauleistung, während hohe Emissionskosten nur verdoppelnd wirken
- Durch verringerte Brennstoff- und Emissionskosten werden Speicher durch Gasturbinen substituiert



	Fuel costs (FC)	Emission costs (EC)
	low-med-high [€/MWh]	low-med-high [€/t CO ₂]
Coal	14 - 21 - 35	4 - 47 - 88
Lignite	8 - 9 - 10	4 - 47 - 88
Nat. Gas	33 - 48 - 73	4 - 47 - 88

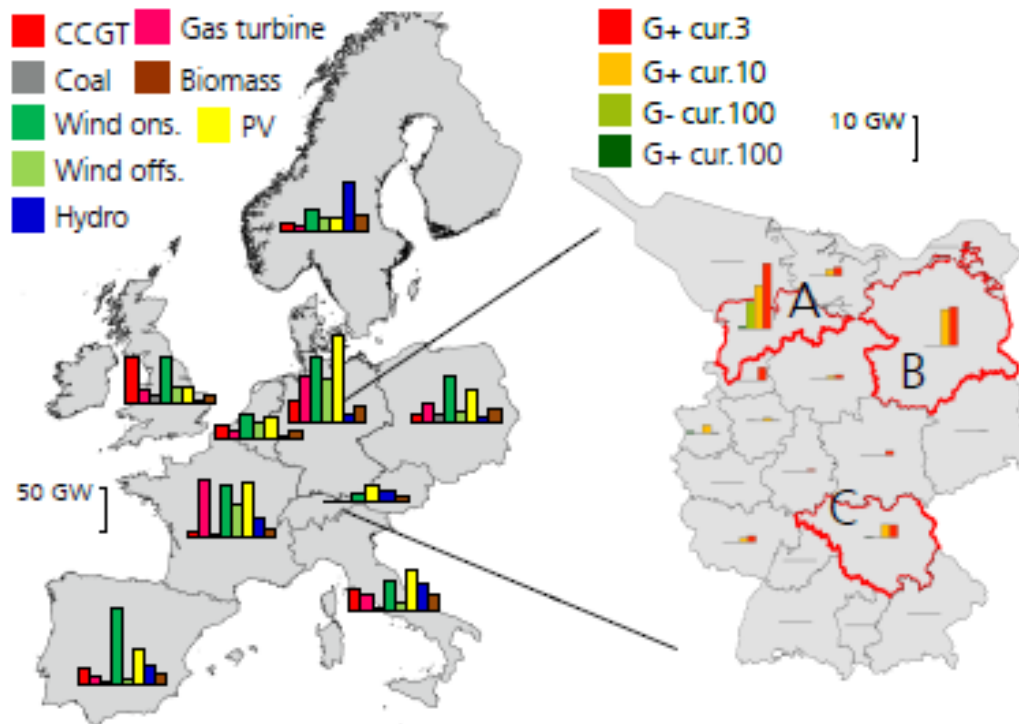


Ergebnisse II

Speicher und GT-Zubau

Einfluss Abregelung & Netz

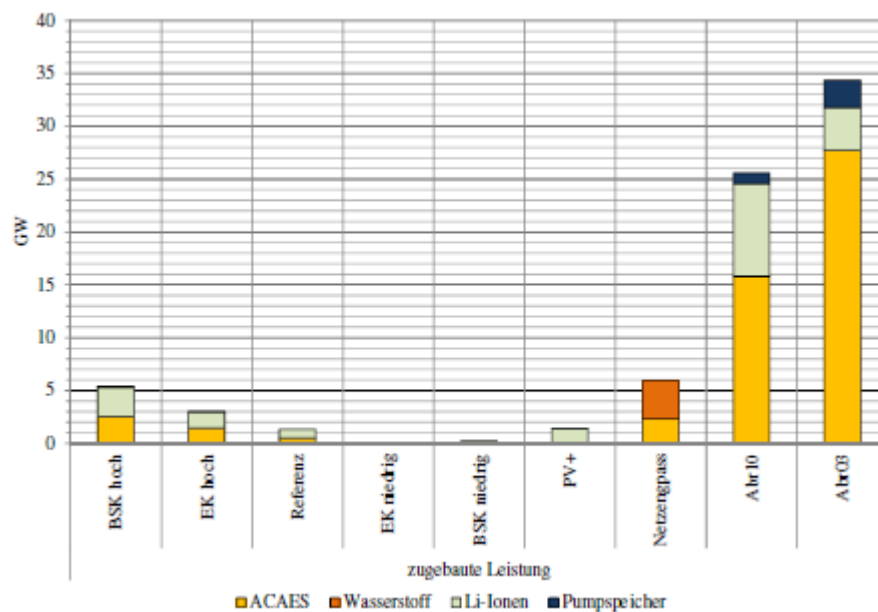
- Deutlich signifikanter ist der Einfluss durch Netz- und Abregelungsrestriktionen



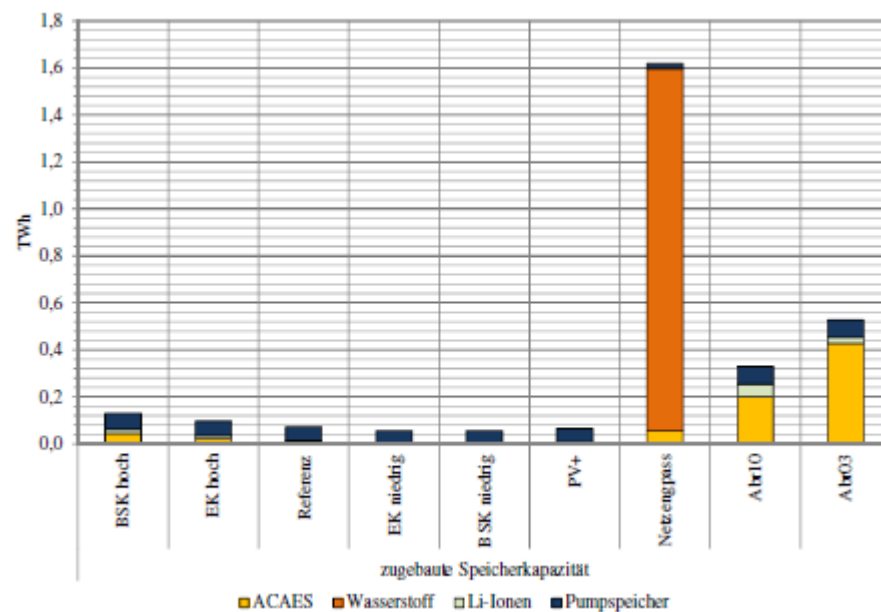
Ergebnisse III

Speicherzubau

Entladeleistung [GW]



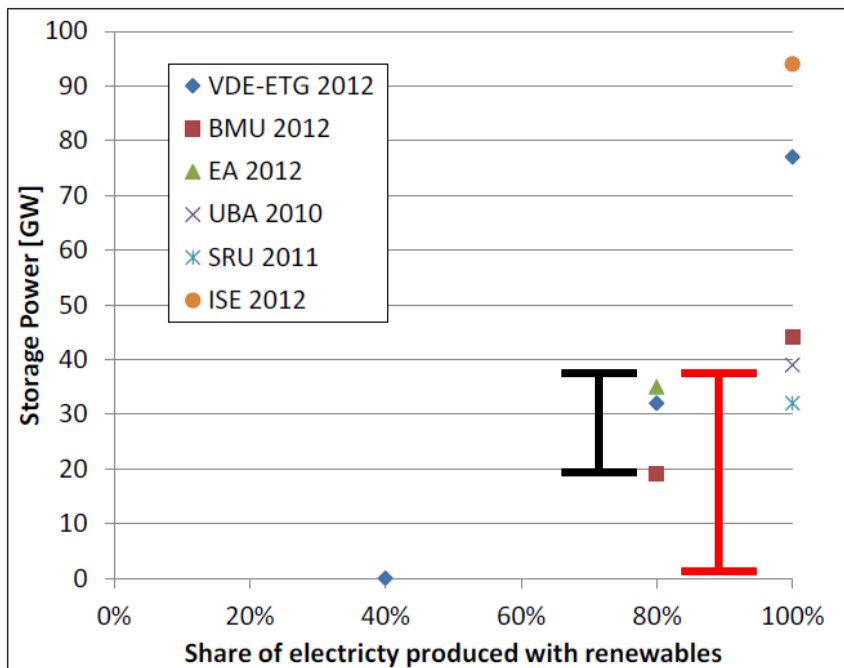
Speicherkapazität [TWh]



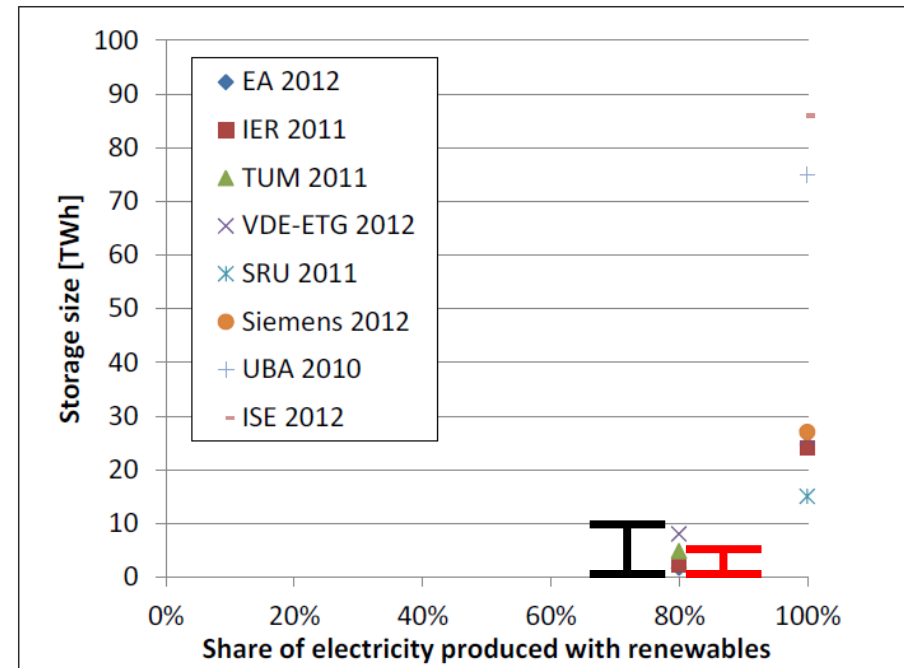
Ergebnisse IV

Einordnung der **Modellergebnisse** in bisherige Studien

Entladeleistung [GW]



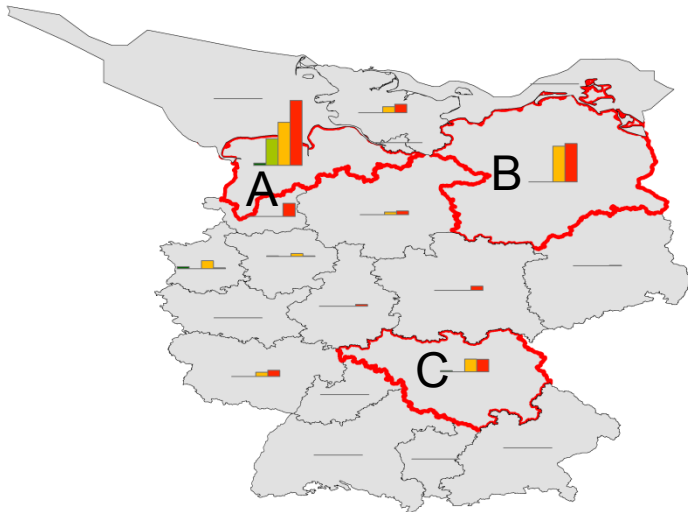
Speicherkapazität [TWh]



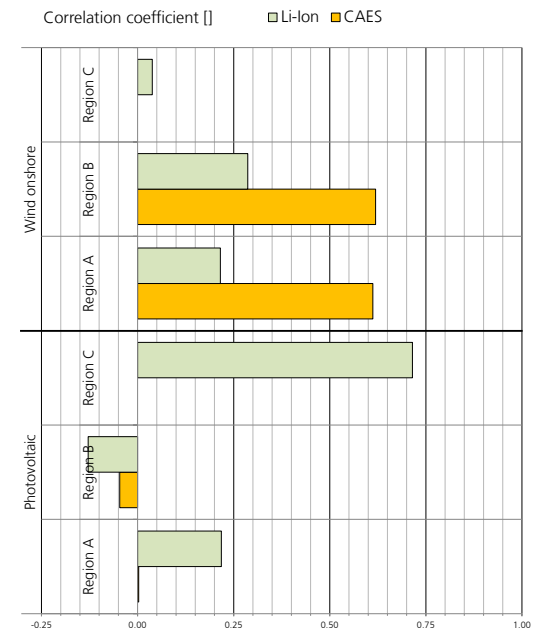
Ergebnisse V

Speichernutzung

Regionalisierter Zubau



Knotenspezifischer Korrelationskoeffizient zw. Entladeleistung und Wind/PV-Erzeugung



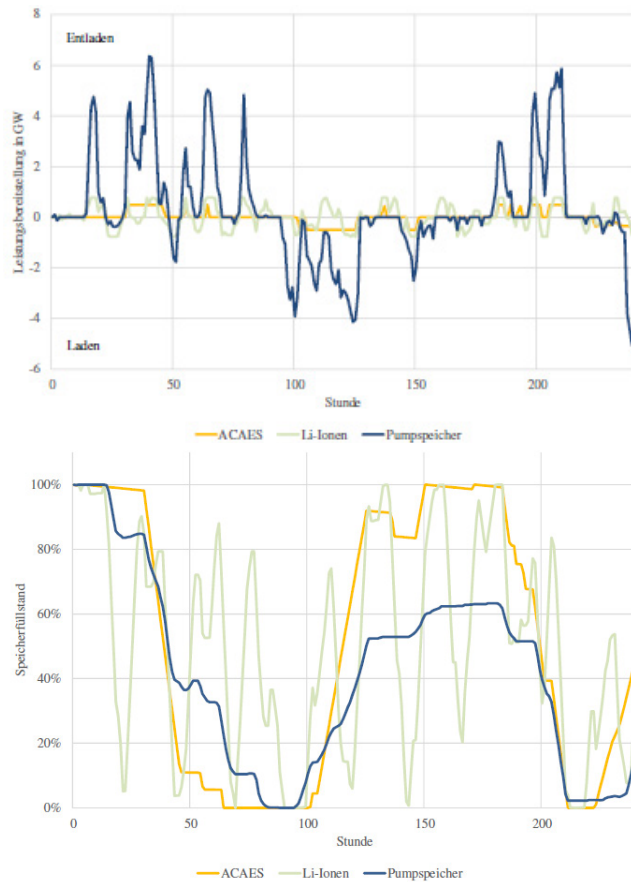
- Speicher werden hauptsächlich Ausregelung von Windstrom in den Regionen A und B zugebaut
- Eine Ausnahme bildet Region C, wo hohe PV-Potentiale den Speicherzubau begünstigen



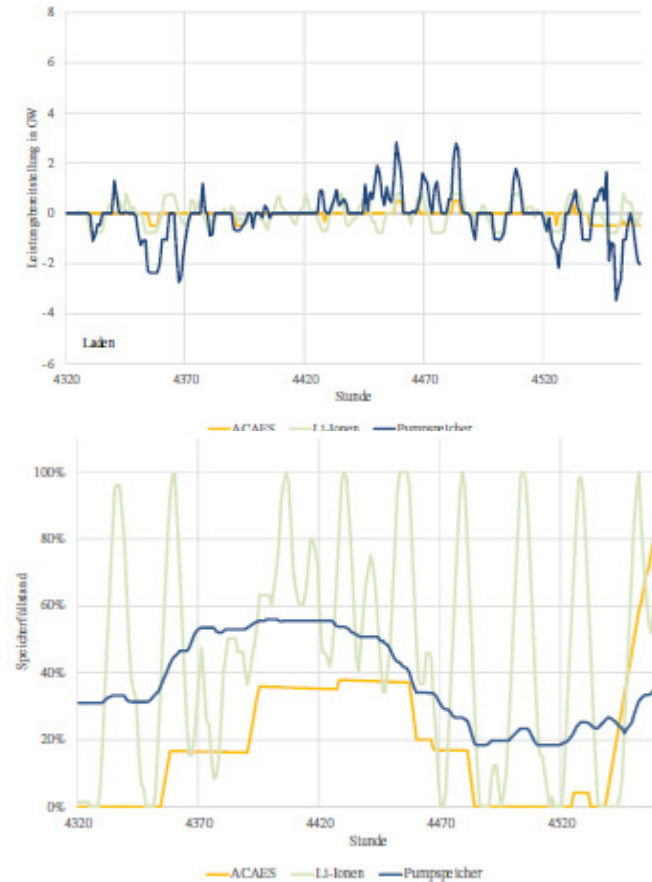
Ergebnisse VI

Speichernutzung

Winter (h 0-240)



Sommer (h 4320-4560)



Konklusion & Ausblick

- Sowohl Speicherleistung als auch Kapazität sind stabil gegenüber Änderungen der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten
- Signifikanter ist der Einfluss des gewählten Netzszenarios und der zugelassenen Abregelung
- Analyse des Speicherzubaus bei kostenverursachenden und/oder knotengebundenen Abregelungen
- Diese Aussagen sind für ganzheitliche Optimierungsansätze zu überprüfen („Grüne Wiese“)
- Zudem sollte die Robustheit des Speicherbedarfs hinsichtlich weiterer Sensitivitäten geprüft werden:
 - Wetterjahre
 - Lastzeitreihen
 - Weitere Flexibilitätsoptionen
 - Kraftwerksmodellierung (MILP vs. LP)



Vielen Dank! Fragen?



Wissen für Morgen

